

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2016**



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

(en dólares de Estados Unidos (los montos en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Financieros	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	44,392	21,958	102%	106,018	75,684	40%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾	50,851	29,899	70%	125,241	96,602	30%
Efectivo aportado por actividades operativas	22,275	14,302	56%	43,288	1,386	>999%
Por acción – básico (\$)	0.13	0.11	18%	0.27	0.01	>999%
Por acción – diluido (\$)	0.13	0.11	18%	0.26	0.01	>999%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	30,719	15,218	102%	71,040	42,499	67%
Por acción – básicos (\$)	0.18	0.12	50%	0.44	0.36	22%
Por acción – diluidos (\$)	0.18	0.12	50%	0.43	0.35	23%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(8,399)	(19,029)	(56%)	3,307	(93,191)	n/a
Por acción – básico (\$)	(0.05)	(0.15)	(67%)	0.02	(0.78)	n/a
Por acción – diluido (\$)	(0.05)	(0.15)	(67%)	0.02	(0.78)	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	28,698	22,299	29%	49,292	113,716	(57%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos adquisiciones y gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾	29,208	26,080	12%	50,533	125,751	(60%)
				Sep. 30 de 2016	Dic. 31 de 2015	Cambio
Efectivo				62,103	43,257	44%
Efectivo restringido				62,580	61,721	1%
Superávit de capital de trabajo, excluidos los conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾				68,524	46,310	48%
Deuda con bancos				250,039	248,228	1%
Total activos				735,253	668,349	10%
Acciones ordinarias, final del período (000)				172,976	159,266	9%

Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,892	6,983	(44%)	4,145	6,812	(39%)
Gas natural	14,740	3,472	325%	11,197	3,643	207%
Total ⁽²⁾	18,632	10,455	78%	15,342	10,455	47%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,801	7,272	(48%)	4,141	7,032	(41%)
Gas natural	14,621	3,455	323%	11,106	3,660	203%
Total ⁽²⁾	18,422	10,727	72%	15,247	10,692	43%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	15,107	3,455	337%	11,586	3,660	217%
Petróleo de Colombia	2,090	5,116	(59%)	2,413	5,157	(53%)
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,711	2,156	(21%)	1,728	1,875	(8%)
Total ⁽²⁾	18,908	10,727	76%	15,727	10,692	47%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Esperanza (gas natural)	27.63	22.54	23%	27.45	22.55	22%
VIM-5 (gas natural)	24.65	-	n/a	24.52	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	13.78	19.75	(30%)	11.36	22.33	(49%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	25.83	22.73	14%	25.28	23.25	9%

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.

(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia y Ecuador. La oficina principal de la Compañía está situada en 4500, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, y la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha noviembre 9 de 2016 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016 y 2015 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de petróleo y gas natural de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, que el gobierno ecuatoriano no renegociará precios de tarifa en algunos contratos a precio fijo durante el ambiente de bajos precios del petróleo, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

Además de la información histórica, el MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales o las consecuencias difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con

respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas; los resultados de las actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

A los lectores igualmente se les advierte que no deben tener una confianza indebida en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

Medidas que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador (“CPI de Ecuador”), conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías.

Una de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño es la de los fondos ajustados provenientes de sus operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a los IFRS, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. La Compañía también presenta los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción. La tabla siguiente concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2016	2015	2016	2015
Efectivo proveniente de (usado en) actividades operativas	\$ 22,275	\$ 14,302	\$ 43,288	\$ 1,386
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	2,260	(7,025)	9,378	20,195
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuesto de renta corriente	6,184	7,941	18,374	20,918
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 30,719	\$ 15,218	\$ 71,040	\$ 42,499

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluido todo ítem distinto a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles de petróleo equivalentes ("boe") con el uso de una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por los IFRS y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión "boe". El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer, Clarinete y Oboe en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Maltés en la Cuenca de los Llanos en Colombia, petróleo a tarifa del CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso y Santa Isabel en Colombia.

Los campos Nelson y Palmer en el bloque Esperanza y los campos Clarinete y Oboe en el bloque VIM-5, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, producen gas natural seco para venta a clientes locales bajo contratos a largo plazo y contratos interrumpibles. La construcción del gasoducto para gas natural de Promigás fue terminada en abril 21 de 2016, lo cual permitió a Canacol aumentar la capacidad de producción de gas en 65 millones de pies cúbicos estándares adicionales por día ("MMscfpd") (11.400 boe por día ("boepd")) de 25 MMscfpd (4.386 boepd) a 90 MMscfpd (15.789 boepd).

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, el pozo de exploración Níspero-1 fue completado y probado a 28 MMscfpd de gas seco sin agua. El pozo encontró 79 pies de profundidad medida ("ft. md") (55 pies de profundidad vertical verdadera) de zona productiva de gas con una porosidad promedio del 17% dentro del objetivo primario del depósito de Ciénaga de Oro ("CDO").

Con éxito en Níspero-1, en septiembre 13 de 2016 la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Trombón-1 desde la misma plataforma de perforación desde la cual fue perforado el pozo Níspero-1. El pozo de exploración Trombón-1 tuvo como objetivo el mismo intervalo del depósito de CDO probado en el pozo de compensación Níspero-1, pero en un bloque de falla distinto y aislado situado aproximadamente a 2 kilómetros al sur del descubrimiento de Níspero-1. En octubre 17 de 2016, el pozo de exploración Trombón-1

fue completado y probado a 26 MMscf/d de gas seco sin agua. El pozo encontró 26 ft. md (21 pies de profundidad vertical verdadera) de zona productiva de gas con porosidad promedio de 22% dentro del objetivo primario del depósito de CDO. Tanto el pozo Níspero-1 como el pozo Trombón-1 estarán conectados a la instalación de producción de Jobo operada por la Compañía.

La Compañía, a través de un consorcio, participa en un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual la Compañía tiene derecho a un precio a tarifa de \$38.54/bbl por cada barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminada. Tales volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A. Como se ha indicado ampliamente en aparte previo, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador se contabiliza conforme al método de participación y no según el método contable de consolidación proporcional. Para los fines de este MD&A, la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, con el fin de complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía bajo las NIIF.

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, la Compañía también tuvo producción de petróleo crudo de sus propiedades LLA-23, Rancho Hermoso y Santa Isabel en Colombia. Las propiedades de Rancho Hermoso y Santa Isabel de la Compañía contribuyeron individualmente solamente con un monto menor a la producción total en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016 y, por tanto, fueron reunidas en un solo grupo (“Otros”) para efectos de análisis en este MD&A. Estas propiedades son susceptibles de flujos de caja negativos en un ambiente de bajo precio del petróleo y la Compañía planea cerrar los pozos bajo su control que no sean rentables.

Además de sus campos productivos, la Compañía tiene participaciones en una serie de bloques de exploración en Colombia.

Promedio diario de producción y volúmenes de ventas de petróleo y gas natural

La producción y los volúmenes de ventas en este MD&A se reportan antes de regalías.

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Producción (boepd)						
Esperanza (gas)	7,782	3,472	124%	7,143	3,643	96%
VIM-5 (gas)	6,958	-	n/a	4,054	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	1,569	4,112	(62%)	1,774	4,031	(56%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,711	2,156	(21%)	1,728	1,875	(8%)
Otros (petróleo y líquidos)	612	715	(14%)	643	906	(29%)
Producción total	18,632	10,455	78%	15,342	10,455	47%
Movimientos de inventario y otros	(210)	272	n/a	(95)	237	n/a
Total ventas	18,422	10,727	72%	15,247	10,692	43%
Ventas (boepd)						
Esperanza (gas)	7,669	3,455	122%	7,081	3,660	93%
VIM-5 (gas)	6,952	-	n/a	4,025	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	1,505	4,301	(65%)	1,765	4,159	(58%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,711	2,156	(21%)	1,728	1,875	(8%)
Otros (petróleo y líquidos)	585	815	(28%)	648	998	(35%)
Total ventas	18,422	10,727	72%	15,247	10,692	43%

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Ventas contractuales realizadas (boepd)						
Esperanza	7,669	3,455	122%	7,081	3,660	93%
VIM-5	6,952	-	n/a	4,025	-	n/a
Volúmenes en firme	486	-	n/a	480	-	n/a
Total gas natural	15,107	3,455	337%	11,586	3,660	217%
Total petróleo de Colombia	2,090	5,116	(59%)	2,413	5,157	(53%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,711	2,156	(21%)	1,728	1,875	(8%)
Total ventas contractuales realizadas	18,908	10,727	76%	15,727	10,692	47%

El aumento general de los volúmenes de producción en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016 en comparación con los mismos períodos en 2015 se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás, compensado con reducciones de producción de los campos petroleros en Colombia y Ecuador.

Ventas en efectivo totales

	Tres meses terminados en septiembre 30 de 2016			Nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016		
	\$	Boepd	Mscfpd	\$	Boepd	Mscfpd
Ventas en efectivo						
Ventas de gas (1)	43,329	14,621	83,340	97,158	11,106	63,304
Ingreso en firme (2)	1,385	486	2,770	4,114	480	2,736
Ventas contractuales totales realizadas de gas	44,714	15,107	86,110	101,272	11,586	66,040
Nominaciones de gas no entregadas (liquidaciones) (3)	(773)	(215)	(1,226)	3,261	368	2,098
Ventas de gas en efectivo	43,941	14,892	84,884	104,533	11,954	68,138
Ventas de petróleo de Colombia	6,825	2,090		19,971	2,413	
Ventas de petróleo a tarifa de Ecuador ^(a)	6,065	1,711		18,249	1,728	
Ventas totales en efectivo	56,831	18,693		142,753	16,095	

(a) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural, según la conciliación en la tabla anterior:

- 1) Ventas de gas: Representan la producción de gas natural menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que se consume a nivel de campo.
- 2) Ingreso en firme: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por compradores de la Compañía que no logran ser entregadas, normalmente debido a la incapacidad del comprador de aceptar dicho gas, y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en fecha posterior. Como tales, son registradas como ingreso en el período.
- 3) Nominaciones de gas no entregadas: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de obtener la entrega en fecha posterior, por un período fijo de tiempo ("derechos de recuperación"). Estas nominaciones se pagan al momento, junto con las ventas de gas y el ingreso en firme, y como tales se incluyen en el ingreso diferido para el período. La Compañía reconoce los ingresos relacionados con tales derechos

de recuperación al ocurrir lo primero entre a) la entrega del volumen recuperado, b) la expiración del derecho de recuperación, y c) la determinación de que la probabilidad de que el comprador use el derecho de recuperación es remota.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, algunos compradores estuvieron en capacidad de aceptar la entrega física de los “volúmenes recuperados” según lo descrito en 3) arriba. La liquidación neta en el período fue de \$0.8 millones. Las ventas de gas en efectivo para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016 fueron más bajas que su nominación contractual de 90 MMBtu por día (89.5 MMscfpd) principalmente debido a mantenimiento programado en dos de las instalaciones de un cliente de Canacol, el cual ya está terminado.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Esperanza	\$ 22,504	\$ 8,459	166%	\$ 61,323	\$ 26,579	131%
VIM-5	20,825	-	n/a	35,835	-	n/a
LLA 23	4,918	13,459	(63%)	14,510	45,647	(68%)
Otros	1,907	3,009	(37%)	5,461	11,622	(53%)
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	50,154	24,927	101%	117,129	83,848	40%
Regalías	(7,147)	(2,969)	141%	(15,225)	(8,164)	86%
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	43,007	21,958	96%	101,904	75,684	35%
Ingreso de gas natural en firme	1,385	-	n/a	4,114	-	n/a
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	44,392	21,958	102%	106,018	75,684	40%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos	6,459	7,941	(19%)	19,223	20,918	(8%)
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías ⁽¹⁾	\$ 50,851	\$ 29,899	70%	\$ 125,241	\$ 96,602	30%

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural después de regalías en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, es principalmente el resultado de un aumento en los ingresos de gas natural debido a ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás, compensado con menores ventas de petróleo crudo en Colombia y Ecuador.

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural después de regalías en los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, es principalmente el resultado de un aumento en los ingresos de gas natural debido a ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás, compensado con menores precios promedio realizados como resultado de disminuciones en los precios de referencia del petróleo crudo y menores ventas de petróleo crudo en Colombia y Ecuador.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 46.52	\$ 50.44	(8%)	\$ 40.98	\$ 57.18	(28%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 45.91	\$ 46.65	(2%)	\$ 41.35	\$ 52.19	(21%)
Gas natural (\$/boe)	\$ 32.21	\$ 26.61	21%	\$ 31.93	\$ 26.60	20%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	35.50	34.99	1%	30.21	40.68	(26%)
Tarifa de Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Esperanza (\$/boe)	31.90	26.61	20%	31.60	26.60	19%
VIM-5 (\$/boe)	32.56	-	n/a	32.49	-	n/a
LLA-23 (\$/bbl)	35.52	34.01	4%	30.01	40.20	(25%)
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Otros (\$/bbl)	35.43	40.13	(12%)	30.77	42.64	(28%)
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 33.17	\$ 33.00	1%	\$ 32.40	\$ 35.48	(9%)

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en Colombia en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, pese a una disminución en los precios de referencia del petróleo crudo en comparación con el mismo período en 2015, se debe principalmente a menores costos negociados de mercadeo.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en Colombia en los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, se debe a a) el aumento del precio de la Guajira en diciembre de 2015, de \$5.08/MMbtu a \$6.17/MMbtu, y b) las ventas de gas natural de la Compañía conforme a sus contratos de precio fijo a precios más altos que el precio de la Guajira en 2015.

El precio de tarifa para la producción de petróleo a tarifa de Ecuador está fijado en \$38.54/bbl.

Regalías

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2016	2015		2016	2015
Esperanza	\$ 1,954	\$ 646		\$ 5,429	\$ 2,148
VIM-5	4,479	-		7,745	-
LLA-23	557	2,068		1,615	5,061
Otros	157	255		436	955
Total regalías	\$ 7,147	\$ 2,969		\$ 15,225	\$ 8,164

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a una tasa de 8% y 6.4% respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd, momento en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta producciones del campo de 125.000 boepd. Los bloques LLA-23 y VMM-2 de la Compañía están sujetos a un factor x adicional de regalía del 3% (efectivamente el 2.76%). Las regalías de petróleo crudo en LLA-23 y VMM-2 se calculan con base en el ingreso de petróleo crudo neto de gastos de transporte. El campo de petróleo pesado Capella, de la Compañía, está sujeto a una regalía del 6%. Las regalías de petróleo crudo en Labrador y Rancho Hermoso se toman en especie. No hay regalías en la producción a tarifa en Ecuador. La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza está sujeta a una regalía especial adicional del 2% y la producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 está sujeta a un factor x adicional de regalía del 13% y una regalía especial del 3% al 4%.

Gastos de producción y de transporte

El total de los gastos de producción y de transporte fue el siguiente:

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gastos de producción	\$ 4,593	\$ 6,417	(28%)	\$ 12,336	\$ 24,092	(49%)
Gastos de transporte	691	746	(7%)	2,205	3,444	(36%)
Total gastos de producción y transporte	\$ 5,284	\$ 7,163	(26%)	\$ 14,541	\$ 27,536	(47%)
\$/boe	\$ 3.12	\$ 7.26	(57%)	\$ 3.48	\$ 9.43	(63%)

A continuación se presenta un análisis de los gastos de producción:

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Esperanza	\$ 1,061	\$ 647	64%	\$ 2,621	\$ 1,897	38%
VIM-5	583	-	n/a	1,047	-	n/a
LLA-23	1,947	2,975	(35%)	5,843	12,698	(54%)
Otros	1,002	2,795	(64%)	2,825	9,497	(70%)
Total gastos de producción	\$ 4,593	\$ 6,417	(28%)	\$ 12,336	\$ 24,092	(49%)
\$/boe						
Esperanza	\$ 1.50	\$ 2.04	(26%)	\$ 1.35	\$ 1.90	(29%)
VIM-5	\$ 0.91	\$ -	n/a	\$ 0.95	\$ -	n/a
LLA-23	\$ 14.06	\$ 7.52	87%	\$ 12.08	\$ 11.18	8%
Total	\$ 2.71	\$ 6.50	(58%)	\$ 2.95	\$ 8.25	(64%)

Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 35% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, principalmente debido a una disminución del 65% en el volumen de ventas. Por barril, los gastos de producción en LLA-23 aumentaron un 87% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, debido a la asignación de costos fijos sobre menor producción.

Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 58% en los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, principalmente debido a una disminución del 56% en

el volumen de ventas, así como las iniciativas de reducción de costos de la Compañía mediante la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos del bloque LLA-23 en la instalación Pointer, costos operativos renegociados más bajos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. Por barril, los gastos de producción en LLA-23 aumentaron un 8% en los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, a pesar de las iniciativas de reducción de costo de la Compañía, debido a la asignación de costos fijos sobre menor producción.

Los gastos de producción en Esperanza aumentaron en un 64% y 38% principalmente debido a un aumento del 122% y 93% en el volumen de ventas en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente. Por boe, los gastos de producción en Esperanza disminuyeron en un 26% y un 29% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente. La disminución en los gastos de producción por boe se debe al hecho de que la mayoría de los gastos de producción en Esperanza son fijos.

En vista de la continuada debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía continúa enfocando sus esfuerzos a la reducción de los gastos de producción con el fin de mantener la rentabilidad de sus operaciones. La Compañía continuará haciendo seguimiento a sus campos no operados en VMM-2 y Capella y trabajando con los operadores para optimizar la rentabilidad. A septiembre 30 de 2016, se han cerrado todos los pozos en los campos Capella y VMM-2.

La Compañía no paga gastos de producción en Ecuador y, en esa medida, su precio a tarifa de \$38.54 equivale a la ganancia operacional neta.

A continuación se presenta un análisis de los gastos de transporte:

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
LLA-23	\$ 507	\$ 599	(15%)	\$ 1,560	\$ 2,528	(38%)
Otros	184	147	25%	645	916	(30%)
Total gastos de transporte	\$ 691	\$ 746	(7%)	\$ 2,205	\$ 3,444	(36%)
\$/boe						
LLA-23	\$ 3.66	\$ 1.51	142%	\$ 3.23	\$ 2.23	45%
Total	\$ 0.41	\$ 0.76	(46%)	\$ 0.53	\$ 1.18	(55%)

Los gastos de transporte totales han disminuido en un 7% y 36% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente, principalmente debido a menor producción de petróleo compensada con menor producción de petróleo vendido en el campo.

La Compañía no paga costos de transporte en Esperanza o VIM-5 pues los costos del gasoducto son pagados por los compradores. La Compañía no paga costos de transporte en Ecuador.

Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Corporativa						
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 33.17	\$ 33.00	1%	\$ 32.40	\$ 35.48	(9%)
Regalías	(4.22)	(3.01)	40%	(3.64)	(2.80)	30%
Gastos de producción y transporte	(3.12)	(7.26)	(57%)	(3.48)	(9.43)	(63%)
Ganancia operacional neta⁽¹⁾	\$ 25.83	\$ 22.73	14%	\$ 25.28	\$ 23.25	9%

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

La ganancia operacional neta por categoría principal de producción es la siguiente:

Gas natural

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Esperanza						
Ingresos de gas natural	\$ 31.90	\$ 26.61	20%	\$ 31.60	\$ 26.60	19%
Regalías	(2.77)	(2.03)	36%	(2.80)	(2.15)	30%
Gastos de producción	(1.50)	(2.04)	(26%)	(1.35)	(1.90)	(29%)
Ganancia operacional neta	\$ 27.63	\$ 22.54	23%	\$ 27.45	\$ 22.55	22%
VIM-5						
Ingresos de gas natural	\$ 32.56	\$ -	n/a	\$ 32.49	\$ -	n/a
Regalías	(7.00)	-	n/a	(7.02)	-	n/a
Gastos de producción	(0.91)	-	n/a	(0.95)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 24.65	\$ -	n/a	\$ 24.52	\$ -	n/a
Total gas natural						
Ingresos de gas natural	\$ 32.21	\$ 26.61	21%	\$ 31.93	\$ 26.60	20%
Regalías	(4.78)	(2.03)	135%	(4.33)	(2.15)	101%
Gastos de producción	(1.22)	(2.04)	(40%)	(1.21)	(1.90)	(37%)
Ganancia operacional neta	\$ 26.21	\$ 22.54	16%	\$ 26.39	\$ 22.55	17%

Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
LLA-23						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 35.52	\$ 34.01	4%	\$ 30.01	\$ 40.20	(25%)
Regalías	(4.02)	(5.23)	(23%)	(3.34)	(4.46)	(25%)
Gastos de producción y transporte	(17.72)	(9.03)	96%	(15.31)	(13.41)	14%
Ganancia operacional neta	\$ 13.78	\$ 19.75	(30%)	\$ 11.36	\$ 22.33	(49%)
Ecuador						
Ingresos por tarifa ⁽¹⁾	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Ganancia operacional neta⁽¹⁾	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-

(1) Los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador no están incluidos en Ingresos de Petróleo y Gas Natural según lo reportado conforme a las NIIF. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

Los gastos de producción y transporte por barril en LLA-23 aumentaron en un 96% a \$17,72 en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016 de un punto bajo de \$9,03 en el mismo período en 2015 debido a una reducción del 62% en el volumen de producción. La Compañía espera que los gastos de producción y transporte por barril disminuyan en cuanto la producción aumente en el futuro.

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Costos brutos	\$ 5,497	\$ 5,670	(3%)	\$ 15,025	\$ 18,658	(19%)
Menos: Montos capitalizados	(729)	(820)	(11%)	(2,292)	(3,412)	(33%)
Gastos generales y administrativos	\$ 4,768	\$ 4,850	(2%)	\$ 12,733	\$ 15,246	(16%)
\$/boe	\$ 2.81	\$ 4.91	(43%)	\$ 3.05	\$ 5.22	(42%)

Los gastos generales y administrativos ("G&A") brutos disminuyeron en un 3% y 19% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente, principalmente debido a los esfuerzos de la Compañía en el manejo de sus gastos G&A en vista de la continuada debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 4,434	\$ 5,098	(13%)	\$ 12,774	\$ 15,708	(19%)
Costos de financiación distintos a efectivo	1,277	1,085	18%	3,997	9,412	(58%)
Gasto financiero neto	\$ 5,711	\$ 6,183	(8%)	\$ 16,771	\$ 25,120	(33%)

El gasto financiero neto pagado disminuyó en 13% y 18% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente. La reducción se debe principalmente al pago anticipado de \$20 millones del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP en septiembre 30 de 2015. Los costos financieros distintos a efectivo están relacionados con el aumento de las responsabilidades de desmantelamiento y la amortización de los cargos por adelantado de la deuda.

Contratos de productos básicos

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, la Compañía contó con un instrumento financiero de cobertura sobre el precio del petróleo bajo los siguientes términos:

Período	Volumen	Tipo	Rango de precio
Julio 2016 – Diciembre 2016	1.000 bbls/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo WTI	\$40,00 – \$58,40

Las ganancias y pérdidas en contratos de productos básicos reconocidas en ingreso/pérdida neto(a) se resumen a continuación:

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2016	2015	2016	2015
Cambio no realizado en valor razonable	\$ (47)	\$ -	\$ 3	\$ -
Liquidación de efectivo realizada	-	-	-	-
Pérdida (ganancia) total	\$ (47)	\$ -	\$ 3	\$ -

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 3,569	\$ 1,606	122%	\$ 5,456	\$ 4,144	32%
Gasto por unidades de acciones restringidas	106	26	308%	3,127	50	>999%
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 3,675	\$ 1,632	125%	\$ 8,583	\$ 4,194	105%

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas aumentó en un 125% y 105% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente, debido a las opciones de compra de acciones y unidades de acciones restringidas otorgadas durante los períodos. El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 10,814	\$ 12,573	(14%)	\$ 20,319	\$ 37,524	(46%)
\$/boe	\$ 6.38	\$ 12.74	(50%)	\$ 4.86	\$ 12.86	(62%)

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 14% y 46% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016 en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente, principalmente como resultado de una menor base de costo agotable y mayores reservas.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2016	2015	2016	2015
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 8,174	\$ 2,812	\$ 22,335	\$ 8,260
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(571)	3,522	(7,815)	3,254
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ 7,603	\$ 6,334	\$ 14,520	\$ 11,514

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a una tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 40%.

Efectivo y fondos provenientes de las operaciones e ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Efectivo aportado por actividades operativas	\$ 22,275	\$ 14,302	56%	\$ 43,288	\$ 1,386	>999%
Por acción – básico (\$)	\$ 0.13	\$ 0.11	18%	\$ 0.27	\$ 0.01	>999%
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.13	\$ 0.11	18%	\$ 0.26	\$ 0.01	>999%
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 30,719	\$ 15,218	102%	\$ 71,040	\$ 42,499	67%
Por acción – básicos (\$)	\$ 0.18	\$ 0.12	50%	\$ 0.44	\$ 0.36	22%
Por acción – diluidos (\$)	\$ 0.18	\$ 0.12	50%	\$ 0.43	\$ 0.35	23%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ (8,399)	\$ (19,029)	(56%)	\$ 3,307	\$ (93,191)	n/a
Por acción – básico (\$)	\$ (0.05)	\$ (0.15)	(67%)	\$ 0.02	\$ (0.78)	n/a
Por acción – diluido (\$)	\$ (0.05)	\$ (0.15)	(67%)	\$ 0.02	\$ (0.78)	n/a

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

Gastos de capital

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2016	2015	2016	2015
Perforación y completamientos	\$ 10,016	\$ 12,216	\$ 19,311	\$ 32,508
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	3,892	5,550	11,503	12,623
Tierra, sísmica, comunidades y otros	6,135	4,533	13,334	12,075
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽²⁾	837	-	(6,317)	20,981
Adquisición de propiedades	7,818	-	11,483	38,000
Enajenaciones y cesiones de participación	-	-	(22)	(2,471)
Gastos de capital netos	28,698	22,299	49,292	113,716
Ecuador	510	3,781	1,241	12,035
Gastos de capital netos ajustados⁽¹⁾	\$ 29,208	\$ 26,080	\$ 50,533	\$ 125,751
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 12,465	\$ 2,462	\$ 24,448	\$ 18,863
Gastos en propiedades, planta y equipo	8,415	19,837	13,383	59,324
Adquisición de propiedades	7,818	-	11,483	38,000
Enajenación y cesiones de participación	-	-	(22)	(2,471)
Gastos de capital netos	\$ 28,698	\$ 22,299	\$ 49,292	\$ 113,716

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

(2) Otros costos distintos a efectivo incluyen costos capitalizados relacionados con obligaciones de desmantelamiento en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016 se relacionaron principalmente con:

- Pago de bonificación relacionado con adición de reservas en relación con la adquisición de VIM-5 y VIM-19.
- Pre-perforación del pozo de exploración Nelson-6.
- Perforación de los pozos de exploración Níspero-1 y Trombón-1.
- Costos de acondicionamiento en LLA-23 y Esperanza.
- Costos de instalaciones en LLA-23 y Esperanza.
- Costos de instalaciones e infraestructura en VIM-5.
- Costos de instalaciones relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizados por el método contable de participación); y
- Otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$0.7 millones y costos de desmantelamiento distintos a efectivo por \$0.8 millones).

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La

Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda con bancos y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos los ítems distintos a efectivo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

La Compañía hace seguimiento al apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de la deuda bancaria pendiente, menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar el manejo de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

En agosto 2 de 2016 y agosto 5 de 2016, la Compañía completó las partes primera y segunda de una oferta privada de colocación de 9.687.670 y 1.800.000 acciones ordinarias de la Compañía, respectivamente, emitidas a C\$4,08 por acción ordinaria, para un total de C\$46,9 millones. La oferta privada de colocación además mejora la liquidez de la Compañía y su capacidad de explorar y desarrollar el 100% de sus activos operados de gas para lo que resta de 2016.

La Compañía está en activas negociaciones para refinanciar su deuda existente consistente en el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales de Apollo, actualmente por un total de \$255 millones, en un solo préstamo, con la intención de a) disminuir la tasa de interés promedio, y b) prorrogar el primer pago de amortización del nuevo préstamo a término hasta 2019.

	Septiembre 30 de 2016
Deuda con bancos– capital	\$ 255,000
Superávit de capital de trabajo	(68,524)
Deuda neta	\$ 186,476

Facilidades de crédito y deuda

Préstamo a término, preferencial y garantizado

En abril 24 de 2015 la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$200 millones con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas (“BNP”) (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP vence en septiembre 30 de 2019, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en ocho cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 31 de 2017, después de un período de gracia inicial. Así, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP está clasificado como no corriente a septiembre 30 de 2016. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP causa intereses a LIBOR más 4.75% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En septiembre 30 de 2015, la Compañía pagó anticipadamente \$20 millones de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP, con lo cual redujo el saldo pendiente a \$180 millones. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluyó \$2.8 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a septiembre 30 de 2016.

El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluye varios pactos no financieros relacionados con adquisiciones futuras, endeudamientos, operaciones, inversiones, gastos de capital y otros pactos normales de operación del negocio. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP también incluye varios pactos financieros, entre ellos una razón máxima de apalancamiento consolidado (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3.50:1.00, una razón mínima de cobertura de interés consolidada (“Razón

de Cobertura de Interés Consolidada”) de 2.50:1.00 y una razón mínima de activos corrientes consolidados a pasivos corrientes consolidados (“Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados”) de 1.00:1.00.

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula trimestralmente como la deuda total consolidada (“Deuda Total Consolidada”) dividida por el EBITDAX consolidado (“EBITDAX Consolidado”). La máxima Razón de Apalancamiento Consolidado permitida es 3.50:1.00. A septiembre 30 de 2016 la Razón de Apalancamiento Consolidado fue de 2.25:1.00. La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos; adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda relacionada con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP es deducible contra la Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses y se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, participación en ganancia o pérdida de negocios conjuntos y otros cargos similares no recurrentes y distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la contribución a los fondos ajustados provenientes de las operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador. El propósito de la inclusión de este último monto es incorporar los fondos provenientes de las operaciones del negocio conjunto de la Compañía en Ecuador en el cálculo tal como es contabilizado sobre la base de la consolidación de la participación en los estados financieros consolidados de la Compañía. La Deuda Total Consolidada y el EBITDAX Consolidado se calculan como se indica a continuación:

Deuda total consolidada	Septiembre 30 de 2016	
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$	255,000
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda		(3,000)
Deuda total consolidada	\$	252,000

	Trimestre 4 de 2015	Trimestre 1 de 2016	Trimestre 2 de 2016	Trimestre 3 de 2016	Período total
EBITDAX consolidado					
Ingreso (pérdida) neto(a) consolidado(a) e ingreso (pérdida) total	(84,462)	461	11,245	(8,399)	(81,155)
(+) gasto de intereses	5,575	5,361	5,360	5,531	21,827
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	9,450	(745)	7,662	7,603	23,970
(+) impuestos a la riqueza	-	850	285	-	1,135
(+) agotamiento y depreciación	13,906	5,834	3,671	10,814	34,225
(+) gastos de exploración	8,796	40	99	14,583	23,518
(-) participación en pérdida (ganancia) de capital	193	(294)	(718)	(387)	(1,206)
(+) otros gastos distintos a efectivo y rubros no recurrentes	51,890	4,000	1,807	5,372	63,069
(+) contribución del CPI de Ecuador	7,481	6,300	6,464	6,459	26,704
EBITDAX consolidado	12,829	21,807	35,875	41,576	112,087

Razón de Apalancamiento Consolidado	Septiembre 30 de 2016	
Deuda total consolidada	\$	252,000
EBITDAX consolidado		112,087
Razón de Apalancamiento Consolidado		2.25

La Razón de Cobertura de Interés Consolidado se calcula trimestralmente como el EBITDAX Consolidado dividido por el gasto de interés consolidado (“Gasto de Interés Consolidado”). La mínima Razón de Cobertura de Interés Consolidado requerida es 2.50:1.00. EL EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula sobre los últimos 12 meses e incluye gasto de interés e interés capitalizado, netos de ingreso por interés, y excluye todo cargo de interés distinto a efectivo.

Razón de Cobertura de Interés Consolidado	Septiembre 30 de 2016	
Gasto de interés	\$	19,424
Ingreso por interés		(2,488)
Gasto de interés consolidado	\$	16,936
EBITDAX consolidado	\$	112,087
Razón de Cobertura de Interés Consolidado		6.62

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula trimestralmente como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluidos todos los activos corrientes distintos a efectivo y los pasivos corrientes distintos a efectivo. La mínima Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados requerida es 1.00:1.00.

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a septiembre 30 de 2016.

Títulos preferenciales

En octubre 29 de 2014 la Compañía celebró un convenio por \$100 millones con Apollo Investment Corporation para la emisión de títulos de deuda preferenciales no garantizados y con tasa flotante (“Títulos Preferenciales”), de los cuales \$50 millones fueron girados en octubre 29 de 2014 y \$25 millones fueron girados en abril 2 de 2015, para un saldo total pendiente de \$75 millones a septiembre 30 de 2016. Los Títulos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento en diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.00%), pagaderos trimestralmente. Los Títulos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento (con sujeción a aprobación de BNP) y están sujetos a los pactos financieros, de cumplimiento y legales habituales, los cuales son consistentes con los pactos bajo el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP. El valor en libros de los Títulos Preferenciales incluyó \$2.2 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a septiembre 30 de 2016.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$62.6 millones (COP \$124.000 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A septiembre 30 de 2016 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A septiembre 30 de 2016, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$76 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración y para garantizar otros compromisos contractuales. La totalidad de estas cartas de crédito, netas de montos contragarantizados por otras instituciones financieras, reduce los montos disponibles bajo las líneas colombianas de crédito de tesorería en \$42.6 millones a \$20 millones en septiembre 30 de 2016.

Capital accionario

A noviembre 9 de 2016 la Compañía tenía en circulación 173.7 millones de acciones ordinarias, 14.1 millones de opciones de compra de acciones y 0.7 millones de unidades de acciones restringidas.

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a septiembre 30 de 2016:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ -	\$ 180,000	\$ 75,000	\$ 255,000
Cuentas por pagar, comerciales y otras	22,909	-	-	22,909
Petróleo crudo pagadero en especie	472	-	-	472
Contratos de productos básicos	3	-	-	3
Impuestos por pagar	22,376	-	-	22,376
Ingreso diferido	4,200	-	3,731	7,931
Otras obligaciones a largo plazo	-	-	2,684	2,684
Unidades de acciones restringidas	2,038	104	-	2,142
Contratos de exploración y producción	43,654	59,822	-	103,476
Arrendamientos de oficinas	866	1,733	1,223	3,822
Arrendamiento financiero	9,213	24,482	30,343	64,038

Arrendamiento financiero

La Compañía celebró un arrendamiento financiero con Promisol SAS para construir y operar una planta de procesamiento de gas natural la cual actualmente se espera que comience a operar a finales de 2016. Al comienzo de la operación, se espera que la Compañía reconozca un activo y pasivo de arrendamiento financiero de aproximadamente \$33 millones.

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia y Perú, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a septiembre 30 de 2016 por \$103.5 millones y ha emitido \$40.1 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Se planea cumplir estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación exploratoria y cesiones de participaciones (*farm-outs*).

Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”)

La Compañía posee una participación del 0.5% en OBC, entidad que posee un sistema de oleoducto que conectará la producción de petróleo de la cuenca de los Llanos con el sistema de oleoducto de Caño Limón. Conforme a los términos del acuerdo con OBC, a la Compañía se le puede exigir que otorgue respaldo financiero o garantías por su participación proporcional de capital en cualquier financiación futura de deuda que asuma OBC. La Compañía también ha celebrado con OBC acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado de 550 barriles de petróleo por día a \$8,54/barril, con el fin de garantizar el ingreso del oleoducto.

Contrato de producción incremental de Ecuador

En adición a los compromisos descritos arriba, la Compañía tiene a una participación patrimonial no operada del 25% (participación en el capital del 27.9%) en un consorcio (negocio conjunto), al cual en 2012 le fue adjudicado un contrato de producción incremental de los campos petroleros maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio planea realizar gastos en el proyecto estimados en un total de \$397 millones (\$107.6 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A septiembre 30 de 2016 la Compañía había hecho gastos de capital netos por \$84.3 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador. Se espera que los flujos de caja del CPI de Ecuador sean suficientes para soportar el futuro desarrollo de capital previsto.

PERSPECTIVA

Los tres meses terminados en septiembre 30 de 2016 fueron otro trimestre récord para la Compañía en términos de niveles de producción, y sus más altos ingresos, EBITDAX y flujos de fondos ajustados provenientes de las operaciones desde los robustos precios del petróleo de 2014, principalmente debido a que se tuvo un trimestre completo de mayor producción de gas como resultado de la terminación de la expansión del gasoducto de Promigás en abril de 2016, lo cual permitió a la Compañía aumentar las ventas diarias promedio de gas en efectivo a aproximadamente 90 MMscfpd.

En agosto de 2016 la Compañía aceptó una financiación de capital de \$36 millones, la cual se completó con una prima sobre el precio de mercado existente. El producto de esto ha sido usado para acelerar el programa de exploración y desarrollo de gas de la Compañía en 2016. El objetivo del programa es continuar construyendo la base de reservas para firmar nuevos contratos de gasoducto y venta en firme de 100 MMscfpd de gas a diez años, los cuales se espera que comiencen en 2018 después de la construcción de un nuevo gasoducto, así como la perforación de dos pozos de desarrollo adicionales para añadir capacidad productiva adicional. La Compañía actualmente está negociando varios contratos de venta en firme de gas a largo plazo con clientes existentes y nuevos, así como un contrato que verá a un tercero construir y operar un nuevo gasoducto a la costa caribe de Colombia que esté en operación a finales del 2018 sin costo para la Compañía.

Mirando hacia adelante, para lo que resta de 2016, la estrategia de captura de recursos de la Compañía anticipa cuatro pozos más antes de finales del año. La Compañía ha contratado la Torre Tuscany 12 para perforar el pozo de exploración de gas Nelson-6 y el pozo de desarrollo de gas Nelson-8. La Torre Tuscany 15 fue movilizada del descubrimiento de Trombón al campo Clarinete e inició la exploración del pozo de desarrollo de gas Clarinete-3 en noviembre 3 de 2016. La perforación del pozo de exploración Nelson-6 inició en octubre 18 de 2016 y tiene como objetivo la zona interpretada de producción de gas dentro del depósito poco profundo de arenisca de Porquero en el campo Nelson. Los pozos existentes en Nelson perforados a la fecha han encontrado hasta 62 pies de zona interpretada de producción de gas en registros de hueco abierto en el depósito de arenisca de Porquero. Una vez se hagan pruebas y se complete el pozo de exploración Nelson-6, la Compañía perforará el pozo de desarrollo Nelson-8 que tiene como objetivos los depósitos productivos dentro del depósito de CDO que no están siendo drenados por los pozos productivos existentes en el campo Nelson. Una tercera torre, la Torre Tuscany 14, ha sido contratada para perforar el pozo de exploración de petróleo Mono Capuchino-1 en el contrato de E&P de VMM-2 situado en la Cuenca del Magdalena Medio. Se prevé que la perforación del pozo inicie en diciembre 1 de 2016 y se espera tomar hasta dos meses para perforar y hacer pruebas.

Canacol estima que el promedio neto de la producción de petróleo y gas antes de regalías para 2016 estará entre 16.000 y 17.000 boepd. Las ventas contractuales realizadas de gas estarán en un promedio aproximado de 75 MMscfpd (13.160 boepd) incluyendo aproximadamente 90 MMscfpd de abril 21 de 2016 en adelante a un precio realizado promedio esperado de \$5,60/Mcf (\$31,92/boe), con una ganancia operacional neta promedio de aproximadamente \$4,56/Mcf (\$26,00/boe). Adicionalmente, Canacol espera que la producción de petróleo en Colombia promedie aproximadamente 2.300 bopd y que la producción de petróleo en

Ecuador sea de aproximadamente 1.300 bopd en el año calendario 2016, ambas sin la perforación de pozos de petróleo adicionales. Se espera que las ventas corporativas totales de hidrocarburos promedien entre 18.500 y 19.000 boepd para la última mitad de 2016.

Se espera que el EBITDAX corporativo total sea de aproximadamente \$135 millones para el año calendario 2016, lo cual representa una Razón de Apalancamiento Consolidado de menos de 2.0, a pesar de que las ventas contractuales realizadas de gas para el período de enero 1 de 2016 a abril 20 de 2016 fueron de menos de la mitad de los volúmenes actuales.

La Compañía está en activas negociaciones para refinanciar su deuda existente consistente en el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales de Apollo, actualmente por un total de \$255 millones, en un solo préstamo, con la intención de a) disminuir la tasa de interés promedio, y b) prorrogar el primer pago de amortización del préstamo a término hasta 2019.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2016				2015			2014
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	44,392	38,926	22,700	17,402	21,958	27,297	26,429	36,404
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	50,851	45,390	29,000	24,883	29,899	33,892	32,811	43,878
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	22,275	13,764	7,249	4,974	14,302	(10,905)	(2,011)	31,743
Por acción – básico	0.13	0.09	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29
Por acción – diluido	0.13	0.08	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	30,719	26,870	13,451	8,473	15,218	16,359	10,922	22,952
Por acción – básicos ⁽¹⁾	0.18	0.17	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	0.18	0.16	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21
Ingreso (pérdida) total	(8,399)	11,245	461	(84,466)	(19,029)	(58,524)	(15,638)	(45,970)
Por acción – básico	(0.05)	0.07	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)
Por acción – diluido	(0.05)	0.07	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)
Gastos de capital, netos	28,698	5,046	15,548	22,394	22,299	25,310	62,482	78,403
Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	29,208	5,376	15,949	22,867	26,080	27,268	68,778	87,228
Operaciones (boepd)								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	3,892	4,018	4,526	5,523	6,983	6,007	7,448	8,586
Gas natural	14,740	12,405	6,407	3,541	3,472	3,954	3,502	3,236
Total ⁽²⁾	18,632	16,423	10,933	9,064	10,455	9,961	10,950	11,822
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	3,801	4,045	4,578	5,468	7,272	6,192	7,636	8,187
Gas natural	14,621	12,331	6,329	3,542	3,455	4,064	3,462	3,216
Total ⁽²⁾	18,422	16,376	10,907	9,010	10,727	10,256	11,098	11,403
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías								
Gas natural	15,107	12,972	6,642	3,891	3,455	4,064	3,462	3,216
Petróleo de Colombia	2,090	2,294	2,856	3,390	5,116	4,433	5,932	6,220
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,711	1,751	1,722	2,078	2,156	1,759	1,704	1,967
Total ⁽²⁾	18,908	17,017	11,220	9,359	10,727	10,256	11,098	11,403

(1) Medición no contemplada en los IFRS. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en los IFRS”.

(2) Incluye la producción de petróleo a tarifa relacionada con el CPI de Ecuador.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2016 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía acogió criterios, supuestos y estimados en la preparación de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de esos estimados, y tales diferencias pueden ser significativas. La base de presentación y las principales políticas contables de la Compañía pueden consultarse en las notas a los estados financieros.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía actualmente está revisando una serie de NIIF nuevas y revisadas que han sido emitidas pero que aún no están en efecto. En los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía a septiembre 30 de 2016 y para los tres y nueve meses terminados en esa fecha, y en los estados financieros consolidados auditados a diciembre 31 de 2015 y para los seis meses terminados en esa fecha, se presentan análisis detallados de las nuevas políticas contables que pueden afectar a la Compañía.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que la información pertinente es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la alta gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen controles y procedimientos de revelación bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han establecido procesos para asegurarse de recibir suficiente información para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109.

Controles internos de informes financieros

El CEO y el CFO, con la participación de otros miembros de la administración, son responsables de establecer y mantener Controles Internos de Informes Financieros (“CIIF”) adecuados para ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a los IFRS.

Durante el trimestre terminado en septiembre 30 de 2016 no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, sólo puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones

erróneas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.